

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (ОНД) Отделение нефтегазового дела  
**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложнённых условиях на месторождениях Западной Сибири

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Ли-ван-хе Денис Юрьевич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (ОНД) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗВ	Ли-ван-хе Денису Юрьевичу

Тема работы:

Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1217/с от 22.02.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2018 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><b>Введение</b></p> <p>Анализ эксплуатации добывающих скважин</p> <p>Анализ выхода из строя глубинно-насосного оборудования</p> <p>Анализ методов борьбы с факторами, осложняющими работу электропогружного оборудования в осложнённых условиях на месторождениях Западной Сибири</p> <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>Социальная ответственность</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Причины отказов работы механизированного фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.</p> <p>Влияние механических примесей на процесс добычи</p> <p>Влияние солеотложений на процесс механизированной добычи посредством установок электроцентробежных насосов</p> <p>Влияние газа на глубинно–насосное оборудование в процессе эксплуатации скважин</p> <p>Влияние асфальтосмолопарафинистых отложений на работу электропогружного оборудования</p> <p>Влияние высокой пластовой температуры на работу погружного оборудования</p> <p>Анализ выхода из строя глубинно–насосного оборудования добывающего фонда скважин на нефтегазоконденсатном месторождении «N»</p> <p>Снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия – погружной электродвигатель»</p> <p>«Клин» электропогружного оборудования</p> <p>Снижение производительности установки электроцентробежного насоса</p> <p>«Полёт» электропогружного оборудования на забой скважины</p> <p>Характеристика ингибитора солеотложения «Азол 3010»</p> <p>Нормы и нормативы расходования ингибитора</p> <p>Расчёт стоимости обработки ингибитором солеотложения</p> <p>Заключение по экономической рентабельности использования ингибитора солеотложения</p> <p>Анализ вредных и опасных факторов эксплуатационных участков</p> <p>Поражение электрическим током</p>
--	---

	<p>Экологическая безопасность при эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложнённых условиях Западной Сибири</p> <p>Анализ воздействия объекта на окружающую среду</p> <p>Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут инициировать объект исследования</p> <p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>Заключение</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ассистент Макашева Юлия Сергеевна
«Социальная ответственность»	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
Анализ эксплуатации добывающих скважин	
Анализ выхода из строя глубинно-насосного оборудования	
Анализ методов борьбы с факторами, осложняющими работу электропогружного оборудования в осложнённых условиях Западной Сибири	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.02.2018 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Ли-ван-хе Денис Юрьевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 77 страниц, 9 таблиц, 12 рисунков, 15 источников.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, погружной электродвигатель, механические примеси, асфальтосмолопарафиновые отложения, солеотложения, R-0, отказ, «полёт», Западная Сибирь.

Объектом исследования является эксплуатация установок электроцентробежных насосов в осложнённых условиях западной Сибири.

Цель работы – анализ отказов, особенности возникновения отказов, методы борьбы с причинами их возникновения.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о причинах отказов установок электроцентробежных насосов, эксплуатируемых в осложнённых условиях, таких как: механические примеси, солеотложения, высокое содержание газа, асфальтосмолопарафиновые отложения и высокая пластовая температура. Проведён анализ природы появления отказов, методы борьбы с ними. Приведены расчёты экономической эффективности при использовании ингибиторов коррозии и парафинообразования. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ЭЦН – электроцентробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

ПЭД – погружной электродвигатель

ПЭДС – погружной электродвигатель секционный

ЭПО – электропогружное оборудование

НКТ – насосно компрессорная труба

АСПО – асфальтосмолопарофиновые отложения

ИТР – инженерно–технические рабочие

ГРП – гидроразрыв пласта

ЗБС – зарезка бокового пласта

ГТМ – геолого технические мероприятия

МРП – межремонтный период

ППР – планово предупредительный ремонт

ВНР – вывод скважины на режим

СНПХ – Саматлорнефтепромхим

ИСО – ингибитор солеотложения

ОПИ – опытно промысловые испытания

УПСВ – установка предварительного сброса воды

УПН – установка подготовки нефти

УПН – установка переработки нефти

ДНС – дожимная насосная станция

ППД – поддержание пластового давления

РВС – резервуар стальной

ДНС – дожимная насосная станция

ГНВП – газонефтеводопроявление

ВНС – ввод новой скважины

ПВЛГ – переход на вышележащий горизонт

ПВНГ – переход на низлежащий горизонт  
ЧРФ – часто ремонтируемый фонд скважин  
 $K_{\text{пр}}$  – коэффициент производительности  
 $P_{\text{пр}}$  – давление на приёме насоса  
КЭС – кратковременная эксплуатация скважин  
АПВ – автоматическое периодическое включение  
УРФ – условно работающий фонд  
ПКИ – прибор контроля изоляции  
КИПиА – контрольно измерительные приборы и автоматика  
ЧРП – частотно регулируемый привод  
СУ – станция управления  
ЗСП – защита от срыва подачи  
ТМСП – блок телеметрических систем погружной  
ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважины  
ПСК – погружной скважный контейнер  
СУДР – скважная установка дозирования реагента  
БРХ – блок реагентного хозяйства  
ЧС – чрезвычайная ситуация



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1. АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	12
1.1 Причины отказов работы механизированного фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов .....	12
1.2 Влияние механических примесей на процесс добычи .....	13
1.3 Влияние солеотложений на процесс механизированной добычи посредством установок электроцентробежных насосов .....	16
1.4 Влияние газа на глубинно–насосное оборудование в процессе эксплуатации скважин .....	19
1.5 Влияние асфальтосмолопарафинистых отложений на работу электропогружного оборудования .....	20
1.6 Влияние высокой пластовой температуры на работу погружного оборудования .....	23
2. АНАЛИЗ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ГЛУБИННО–НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....	26
2.1 Анализ выхода из строя глубинно–насосного оборудования добывающего фонда скважин на нефтегазоконденсатном месторождении «N»	26
2.2 Снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия – погружной электродвигатель» .....	27
2.3 «Клин» электропогружного оборудования .....	29
2.4 Снижение производительности установки электроцентробежного насоса.....	36
2.5 «Полёт» электропогружного оборудования на забой скважины .....	40
3. АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ФАКТОРАМИ, ОСЛОЖНЯЮЩИМИ РАБОТУ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	44
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	49
4.1 Характеристика ингибитора солеотложения «Азол 3010» .....	49

4.2 Нормы и нормативы расходования ингибитора .....	51
4.3 Расчёт стоимости обработки ингибитором солеотложения .....	51
4.4 Заключение по экономической рентабельности использования ингибитора солеотложения .....	55
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	58
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов эксплуатационных участков ...	58
5.1.2 Поражение электрическим током.....	62
5.2 Экологическая безопасность при эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложнённых условиях Западной Сибири .....	65
5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду.....	66
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	67
5.3.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут инициировать объект исследования.....	67
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	74
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	76

## **ВВЕДЕНИЕ**

Современные темпы развития нефтедобывающей отрасли с каждым годом требуют внедрения новых и улучшение старых методов борьбы с факторами, осложняющими добычу углеводородов посредством установок электроцентробежных насосов.

Факторы, влияющие на их работу такие как: коррозия, вынос механических примесей, асфальтосмолопарафиновые отложения, солеотложения, высокая температура пласта с каждым годом создают всё больше и больше проблем при эксплуатации скважин. Зачастую при эксплуатации проявляется не один, а сразу несколько из таких факторов, что требует комплексного и междисциплинарного подхода к решению проблем.

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири применяются методы по борьбе с факторами, осложняющими работу электропогружного оборудования.

Целью бакалаврской работы является анализ работы установок электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложнённых условиях Западной Сибири и методы борьбы с этими осложнениями.

## **1. АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**

### **1.1 Причины отказов работы механизированного фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов**

В процессе эксплуатации глубинно–насосного оборудования мы, как персонал, непосредственно обслуживающие электропогружное оборудование (ЭПО) и как инженерно–технические рабочие (ИТР) подразделений, цехов, управлений добычи нефти и газа должны чётко понимать и разделять причины отказов по следующим причинам:

1. Субъективные причины
2. Технические причины
3. Геологические причины

Субъективная причина отказа оборудования – причина отказа оборудования, вызванная действиями персонала, связанными с нарушением инструкций и технологических регламентов во время подготовки, вывода скважины на режим (ВНР), эксплуатации скважин и оборудования. А также причины, повлекшие отказ оборудования, связанные с браком выполнения работ при оказании сервисных услуг (в том числе браки, допущенные при ремонте, изготовлении, обслуживании оборудования). К субъективным причинам можем отнести следующие: брак подготовки скважины, брак подготовки насосно–компрессорных труб (НКТ) и элементов подвески, брак вывода на режим установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), брак эксплуатации УЭЦН, брак подбора УЭЦН, отсутствие необходимого оборудования, механическое повреждение кабельной линии, нарушение спускоподъёмных операций.

Техническая причина отказа оборудования – причина отказа оборудования, обусловленная недостаточной надёжностью оборудования при соблюдении обслуживающим персоналом инструкций и технологических регламентов во время подготовки, вывода на режим и

эксплуатации скважин и оборудования и при отсутствии субъективного фактора. К таковым можно отнести такие причины как: коррозия НКТ и элементов подвески, негерметичность лифта НКТ, коррозия УЭЦН, работа в кривизне, брак основного оборудования, брак дополнительного оборудования, конструктивные недостатки спускаемого оборудования, нестабильное энергоснабжение.

Геологическая причина отказа оборудования – причина отказа оборудования, связанная со свойствами пласта, пластового флюида, конструкцией, особенностями скважины и проявляющимися в скважине осложнениями. Из геологических причин отказав оборудования, присущих месторождениям Западной Сибири можно отнести такие как: необеспечение притока из пласта, засорение механическими примесями, солеотложение, влияние асфальтосмолопарофиновых отложений (АСПО), влияние газа, высокая температура пласта, конструкция скважины. [1]

## **1.2 Влияние механических примесей на процесс добычи**

При добыче нефти одной из неотъемлемой составляющей газоводонефтяной эмульсии являются механические примеси. Природой появления механических примесей в скважной продукции может быть как непосредственное разрушение горных пород, так и закачка проппанта в процессе ГРП (гидроразрыв пласта) с последующим выносом проппанта в составе газоводонефтяной эмульсии. Размеры выносимых механических примесей варьируются в интервале от 20 до 50 мкм, для частиц естественного происхождения, и от 0,5 до 1,2 мм для гранул проппанта. Вынос механических примесей как осложняющий фактор влияет на отказы ЭПО вследствие засорения отдельных узлов и агрегатов. Влияние проявляется в заклинивании насоса, сломе вала трансмиссии электропогружного оборудования, в полном или частичном закупоривании

проточных каналов рабочих колёс и направляющих аппаратов. Также в износе рабочих органов, вследствие нарушения целостности поверхностей ЭПО, возникновении повышенной вибрации составных частей УЭЦН. Рассмотрим категории скважин по степени влияния механических примесей, представленные в таблице 1. [2]

Таблица 1 – Категории скважин по степени влияния механических примесей

Категория, шифр по осложнению	Характеристика осложнения	Условия отнесения скважины к данной категории
М – 1	Низкое влияние механических примесей	Скважины, в которых не отмечаются отказы по причинам износа или засорения насосных секций  В составе добываемой жидкости не содержатся абразивные частицы (микротвёрдость частиц – до 5 баллов по шкале Мóоса)  Массовая концентрация взвешенных частиц в добываемой продукции скважин в процессе эксплуатации не превышает значение, равное 0,2 г/л
М – 2	Высокое влияние механических примесей	Скважины, в которых отмечаются отказы по причинам износа и/или засорения насосных секций не связанными механическими примесями  В составе добываемой жидкости содержатся абразивные частицы (микротвёрдость частиц от 5 до 7 баллов по шкале Мóоса)  Массовая концентрация твёрдых частиц в добываемой жидкости в процессе эксплуатации в пределах от 0,2 до 0,5 г/л.  Скважины, где произошёл отказ по причине засорения механическими примесями при первом спуске ЭПО после геолого технических

		мероприятий (ГТМ), связанных с разрушающим воздействием на пласт (ГРП, перфорация/дострел) или вовлечением в разработку ранее не освоенных пластов (ВНС, ЗБС, ПВЛГ, ПНЛГ)
М – 3	Очень высокое влияние механических примесей	<p>Скважины, в которых отмечаются повторные отказы по причинам износа и/или засорения насосных секций не связанными механическими примесями. Оборудование в не износостойком исполнении в данной скважине имеет 3 и более отказа за скользящий год</p> <p>Скважины, числящиеся в категории ЧРФ, при 2х и более отказах в скользящем году по причине засорения механическими примесями. В составе добываемой жидкости содержатся абразивные частицы (микротвёрдость более 7 баллов по шкале Мооса)</p> <p>Массовая концентрация твёрдых частиц – более 0,5 г/л</p> <p>Скважины, где отмечается устойчивый продолжительный вынос механических примесей после ГТМ, связанных с разрушающим воздействием на пласт (ГРП, перфорация/дострел) или вовлечением в разработку ранее не освоенных пластов (ВНС, ЗБС, ПВЛГ, ПНЛГ)</p>

Микротвёрдость частиц определяется по минералогической шкале твёрдости Мооса, представленной в таблице 2.

Таблица 2 – Минералогическая шкала твёрдости (шкала Мооса)

Эталонный материал	Твёрдость	Обрабатываемость	Другие материалы с аналогичной твёрдостью
--------------------	-----------	------------------	---

Тальк	1	Царапается ногтём	Графит
Гипс	2	Царапается ногтём	Хлорит, галит
Кальцит	3	Царапается медной монетой	Биотит, золото, серебро
Флюорит	4	Царапается ножом, оконным стеклом	Доломит, сфалерит
Апатит	5		Гематит, лазурит
Ортоклаз	6	Царапается напильником	Опал, рутил
Кварц	7	Поддаётся обработке алмазом, царапают стекло	Гранит, турмалин
Топаз	8		Берилл, шпинель
Корунд	9		–
Алмаз	10	Режет стекло	–

На рисунке 1 представлена фотография рабочего колеса УЭЦН, повреждённого механическими примесями.



Рисунок 1 – Рабочее колесо электроцентробежного насоса, повреждённое механическими примесями

### **1.3 Влияние солеотложений на процесс механизированной добычи посредством установок электроцентробежных насосов**

Солеотложения на рабочих органах ЭЦН является одним из основных осложняющих факторов в процессе механизированной добычи посредством УЭЦН. Рассмотрим природу и источники их появления. Солеотложения по своей природе возникают по ряду следующих причин. Первая причина это превышение равновесной составляющей вещества или



же его ионов в составе раствора, что приводит к возможному выпадению в осадок данного вещества с последующим отложением на рабочих органах погружного оборудования. Следующей причиной является смешение пластовых и закачиваемых вод, которое в свою очередь зависит от используемого способа заводнения нефтяного месторождения. Будь то заводнение законтурное или же внутриконтурное.

Рассмотрим 3 группы солей: Первая группа – растворимые минералы. Соли данной группы при изменении термобарических условий выпадают в осадок из пластовой жидкости, что способствует их отложению на поверхностях рабочих органов УЭЦН. Эта группа представлена в основном сульфатами и карбонатами. В ней преобладают такие минералы, как: карбонат кальция (кальцит, арагонит, фатерит)  $\text{CaCO}_3$ , магнезит  $\text{MgCO}_3$ , гипс  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ .

Вторая группа – нерастворимые породообразующие минералы. Соли, откладывающиеся в местах завихрений и застойных зонах перетекающих жидкостей, налипая на концентраторы солеотложений (шероховатые поверхности с высокой адгезией, продукты коррозии, отложения солей первой группы). К данной группе относятся следующие соли: кварц  $\text{SiO}_2$ , пирит  $\text{FeS}_2$ , полевые шпаты, доломит, гидрослюдастые минералы.

Третья группа – продукты коррозии, которые образуются на поверхностях рабочих органов УЭЦН при воздействии агрессивной среды. При перекачке пластовой жидкости на рабочие органы воздействует сложная по составу агрессивная среда, содержащая углеводороды, воду, диоксид углерода, сероводород, хлориды, сульфаты, органические кислоты. Наиболее распространенные представители данной группы: сульфид железа  $\text{FeS}$ , трехсернистое железо  $\text{Fe}_2\text{S}_3$ , куприт  $\text{Cu}_2\text{O}$ , атакамит  $\text{Cu}_2\text{Cl}(\text{OH})_3$ , магнетит  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ . Категории скважин по влиянию солеотложений представлены в таблице 3. [2]

Таблица 3 – Категории скважин по влиянию солеотложений

Категория, шифр по осложнению	Характеристика осложнения	Условия отнесения скважины к данной категории
С – 1	Отсутствие солевых отложений	Скважины, в которых не отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине солевых отложений  Скважины, в которых не наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании
С – 2	Наличие солевых отложений	Скважины, в процессе эксплуатации которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине солевых отложений  Скважины, склонные к солеобразованию при экстремальных режимах эксплуатации  Работа в постоянном режиме при низких $R_{пр}$ и высокой доле свободного газа на приёме при невозможности эксплуатации в АПВ/КЭС  Работа в левой зоне при снижении $K_{пр}$ в режимах близких к срыву подачи.  Ошибки при эксплуатации, создавшие условия солеобразования.  Скважины, в которых наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании, с долей солевых отложений в общем составе твёрдых отложений на насосе от 1 до 15%
С – 3	Высокая интенсивность солевых отложений	Скважины, имеющие 1 отказ за скользящий год по причине «солеотложение»  Скважины, в которых период между ремонтами по причине «солевые отложения» составляет от 100 до 180 суток  Скважины, моделирование работы которых предполагает отложения солей на подземном оборудовании, с долей солевых отложений в общем составе твёрдых отложений на насосе

		выше 15%
С – 4	Очень высокая интенсивность солевых отложений	<p>Скважины, имеющие 2 и более отказа за скользящий год по причине «солеотложение»</p> <p>Скважины, находящиеся в ЧРФ по преобладающим геологическим причинам и коррозии, при этом среди причин отказов за скользящий год присутствует причина «солеотложение»</p> <p>Скважины, в которых период между ремонтами по причине «солеотложение» не превышает 100 суток</p> <p>Скважины, моделирование работы которых предполагает высокую интенсивность отложений и снижение МРП по причине отложения солей ниже 100 суток</p>

#### 1.4 Влияние газа на глубинно–насосное оборудование в процессе эксплуатации скважин

Наличие газа и его количественно-качественный состав в добываемой эмульсии остаётся немаловажным фактором, влияющих на подбор и работу ЭПО. При эксплуатации скважин в затрубном пространстве скапливается большое количество попутного газа, который в свою очередь «отжимает» динамический уровень жидкости в скважине до приёма насоса, что приводит к срыву подачи насоса. Срыв подачи в свою очередь приводит к перегреву электродвигателя. Что неблагоприятно сказывается на его рабочих характеристиках и приводит к снижению показателя МРП (межремонтного периода) скважины. Помимо этого газ является агрессивной средой, способствующей образованию коррозии на составных частях ЭПО. Категории скважин по влиянию содержания свободного газа представлены в таблице 4. [2]

Таблица 4 – Категории скважин по влиянию содержания свободного газа

<b>Категория, шифр по осложнению</b>	<b>Характеристика осложнения.</b>	<b>Условия отнесения скважины к данной категории.</b>
Г – 1	Низкое газосодержание	Содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос – до 15%
Г – 2	Высокое газосодержание	Содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос – от 15% до 35%
Г – 3	Очень высокое газосодержание	Содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос – более 35%

### **1.5 Влияние асфальтосмолопарафинистых отложений на работу электропогружного оборудования**

Введём общую характеристику асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). АСПО зачастую представляет собой густую, в некоторых случаях твёрдую углеводородную смесь бурого, тёмно коричневого или же чёрного цвета, состоящую в основном из парафинов (от 20 до 70 %), а также асфальто – смолистые вещества.

Известны две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов. На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб. [4]

Отложение АСПО на рабочих органах УЭЦН напрямую влияет на работу электропогружного оборудования. Постепенное отложение АСПО на стенках насосно–компрессорных труб уменьшает диаметр проходного отверстия в них, тем самым затрудняет проход нефтегазожидкостной эмульсии по стволу НКТ на поверхность и может привести к полному закупориванию проходного канала. Непроход в НКТ приводит к перегреву электроцентробежного насоса за счёт необеспечения оттока нефтегазожидкостной смеси с забоя скважины. В зависимости от фракционного состава АСПО может наблюдаться подклинивание как отдельных секций компоновки установки электроцентробежного насоса в целом.

Категории скважин по влиянию асфальтосмолопарафинистых отложений представлены в таблице 5. [2]

Таблица 5 – Категории скважин по влиянию содержания свободного газа

<b>Категория, шифр по осложнению</b>	<b>Характеристика осложнения</b>	<b>Условия отнесения скважины к данной категории</b>
А – 1	Отсутствие отложения	Скважины, в которых не наблюдаются отложения АСПО на погружном оборудовании Скважины, в которых не отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по данной причине
А – 2	Наличие отложения	Скважины, в которых наблюдаются отложения АСПО на погружном оборудовании Скважины, в которых отмечаются отказы любого

		<p>вида подземного оборудования по данной причине</p> <p>Скважины, нормальная работа которых обеспечивается проведением от 1 до 20 мероприятий по удалению АСПО в месяц</p> <p>Скважины, снижение производительности которых по причине «отложение АСПО» фиксируется в интервале от 36 часов до 30 суток</p>
А – 3	Очень высокая интенсивность отложения	<p>Скважины, для обеспечения работы которых проводится от 20 до 30 мероприятий по удалению АСПО в месяц</p> <p>скважины, снижение производительности которых по причине отложение АСПО фиксируется в интервале от 24 до 36 часов</p>

На рисунке 2 представлена фотография АСПО в насосно–компрессорной трубе



Рисунок 2 – Асфальтосмолопарафиновые отложения на внутренней стенке насосно–компрессорной трубы

## **1.6 Влияние высокой пластовой температуры на работу погружного оборудования**

Повышенная температура пластовой жидкости неблагоприятно влияет на работу электропогружного оборудования. В частности, сам факт повышенной температуры пласта, свидетельствует о порции подведённой энергии к составным частям ЭПО, которая в свою очередь приводит к повышенной диссоциации скважной жидкости, то есть распаду сложных химических соединений на составляющие компоненты и элементы. Что способствует общему увеличению скорости реакции пластовой жидкости с элементами ЭПО, а, следовательно, и увеличению скорости коррозии металла. При увеличении температуры пластовой жидкости на величину, равную 1 Кельвину, вследствие повышения степени процесса диссоциации происходит уменьшение показателя кислотности pH на 0,01 ед., что в свою очередь увеличивает влияние коррозии.

Так же существует вероятность перегрева как погружного электродвигателя, при использовании современных электротехнических материалов диапазон работы которого варьируется до 120 °С, а в высокотермостойком исполнении – до 150 °С. Так и погружного блока телеметрических систем (ТМСП) с максимальной температурой жидкости на приёме насоса от 0 до 150 °С ± 2 °С.

По величине температуры пластовой жидкости, скважины делятся на три категории, согласно температурным критериям. Категории скважин по влиянию температуры на работу УЭЦН представлены в таблице 5. [2]

Таблица 5 – Категории скважин по влиянию пластовой температуры на работу установок электроцентробежных насосов

<b>Категория, шифр по осложнению</b>	<b>Характеристика осложнения</b>	<b>Условия отнесения скважины к данной категории</b>
--	--------------------------------------	--

T – 1	Невысокая температура	Пластовая температура менее 90 °С
T – 2	Высокая температура	Пластовая температура от 90 до 120 °С
T – 3	Очень высокая температура	Пластовая температура более 120 °С

### **1.7 Анализ технических неисправностей при эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов**

Рассмотрим причины отказов УЭЦН, эксплуатируемые в осложнённых условиях месторождений Западной Сибири. В большинстве случаев выход из строя ЭПО происходит по ряду следующих причин: изломы валов УЭЦН, износ валов УЭЦН, сквозная коррозия составных частей УЭЦН, возникновение повышенных вибраций в ЭЦН, износ опорных поверхностей (вал – рабочее колесо, рабочее колесо – корпус).

Рассмотрим классификацию по причине отказов УЭЦН.

- R=0 – снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия + ПЭД» ниже порога срабатывания защиты ПКИ и невозможность её дальнейшей эксплуатации;
- Клин – увеличение рабочего тока выше номинального, срабатывание защиты от перегруза и невозможность дальнейшей эксплуатации УЭЦН;
- Нет подачи – отсутствие подачи жидкости на устье скважины при герметичном лифте НКТ или отсутствие возможности для проведения опрессовки лифта НКТ;
- Не герметичность НКТ – отсутствие подачи жидкости на устье скважины при подтверждённой не герметичности лифта НКТ и без существенного изменения загрузки ПЭД;



- Снижение производительности – снижение дебита жидкости на устье скважины ниже допустимых пределов, при которой эксплуатация данного оборудования в длительном режиме невозможна (работа за пределами рабочей части характеристики насоса);
- Отсутствие звезды – обрыв цепи питания ПЭД.
- «Полёт ЭПО на забой» – падение погружного оборудования в скважину частично или полностью по различным причинам при спускоподъёмных операциях или в процессе эксплуатации, а также прихват, клин оборудования в эксплуатационной колонне скважины (отсутствие возможности извлечь оборудование из скважины без проведения дополнительных работ).
- Брак – нарушение в производстве продукции, деталей, узлов и их работы, которые не соответствуют стандартам, техническим условиям, а также нарушение нормативных документов по эксплуатации и документов заводов–изготовителей узлов погружного и наземного оборудования, приведшее к отказу в работе данного оборудования. [3]

## **2. АНАЛИЗ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ГЛУБИННО–НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **2.1 Анализ выхода из строя глубинно–насосного оборудования добывающего фонда скважин на нефтегазоконденсатном месторождении «N»**

Информация данного раздела содержит коммерческую тайну – удалена.

## **2.2 Снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия – погружной электродвигатель»**

Система кабельная линия – погружной электродвигатель включает себя несколько составных частей: муфта токоввода, удлинитель, термовставка, строительная (основная) длина. Снижение изоляции составляющих частей системы «кабельная линия – погружной электродвигатель» зачастую происходит в процессе непосредственной эксплуатации УЭЦН. Одной из причин может являться повышение силы тока электродвигателя в 2 – 5 кратном размере непосредственно при запуске установки в работу, зависящее от глубины спуска ЭПО. Чем глубже спущен насос, тем больший столб жидкости ему необходимо поднять на поверхность. При отсутствии частотно регулируемого привода (ЧРП) на станции управления (СУ) происходит резкое повышение тока в составных частях системы «кабельная линия – погружной электродвигатель» и происходит электропробой обмотки токоведущих частей. Причиной отказа по вине снижения изоляции может являться как механическое повреждение обмотки кабеля, так и непосредственное разрушение и электрохимическая коррозия кабеля. Разрушение, коррозия и сквозная эрозия происходит в агрессивной среде, насыщенной минеральными солями, концентрация благоприятно сказывается на процессе коррозии металла. Два металла, имеющие разные потенциалы, находящихся в контакте друг с другом в водогазонефтяной эмульсии образуют микрогальванические пары. При этом изменяется скорость протекания коррозии, которая имела место быть до появления контакта между двумя металлами: насосно компрессорной трубе и обмоткой кабеля. Металлы с положительными потенциалами, в нашем случае обмотка электро кабеля, растворяются с меньшими скоростями, так как играют

роль катодов. Металлы с отрицательными потенциалами становятся в этих системах анодами и начинают разрушаться с большими скоростями.

Ещё одной причиной снижения изоляции может стать механическое повреждение, полученное в ходе спуско – подъёмных операций. Даже небольшое механическое повреждение, будь то перегиб кабеля, может стать причиной повреждения брони. Повреждение в последствие станет центром локализации коррозии, которая будет усилена в растворе электролита (водогазонефтяной смеси).

Немаловажной возможной причиной снижения изоляции, в следствие сквозной коррозии брони электро кабеля может стать неправильная эксплуатация и вывод скважины на режим. Неправильное принятие решения по установления режима работы может привести к выходу скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса на «фонтан по затрубному пространству». Эксплуатация скважин, оборудованная УЭЦН в режиме «фонтан по затрубному пространству», запрещена. При выходе скважины на «фонтан по затрубному пространству» нужно принять комплекс мер для предотвращения данной ситуации, дабы сохранить целостность кабельной линии, которая может быть промыта вследствие движения газожидкостной смеси по затрубному пространству скважины.

Снижение сопротивления изоляции не только самой строевой длины кабеля, но и погружного электродвигателя может произойти по причине некорректного подбора глубины спуска ЭПО. Имеют место быть случаи спуска ПЭД ниже расчётной глубины, в интервал перфорации скважины. Обильный вынос механического абразива в комплексе с агрессивной средой и большим количеством газа привёл к тому, что в течении нескольких суток по телу ПЭД образовалось сквозное абразивное отверстие, повредившее обмотки статора электродвигателя, что в свою очередь привело к остановке скважины с формулировкой «R-0».

Вывод: Вывод из строя установок электроцентробежных установок по причине снижения изоляции ( $R = 0$ ) зачастую происходит из-за воздействия на систему «кабельная линия – погружной электродвигатель» повышенной температуры и коррозионной среды. Целесообразно использовать кабель в коррозионностойком и термостойком исполнении до 300 °С.

Для снижения коррозионной активности газоводонефтяной эмульсии целесообразно использовать ингибиторы коррозии. Ингибитор коррозии Азол CI-130 предназначен для защиты от коррозии трубопроводов системы нефтесборного коллектора, скважинного оборудования и трубопроводов системы поддержания пластового давления, транспортирующих обводненные газожидкостные нефтяные среды, а также сточную воду, содержащие сероводород и углекислый газ. Ингибиторы коррозии закачиваются как непосредственно в затрубное пространство, так и при помощи глубинных скважных контейнеров.

### **2.3 «Клин» электропогружного оборудования**

«Клин» – увеличение рабочего тока выше номинального, срабатывание защиты от перегруза и невозможность дальнейшей эксплуатации УЭЦН. Причиной клина УЭЦН могут являться такие причины как: прихват рабочих органов ЭПО вследствие отложения солей и выноса нерастворимых твёрдых частиц из пласта. Растворённые в эмульсии соли при изменении термобарических условий оседают на рабочих органах, как секций насоса, так и вспомогательного погружного оборудования, так же как и механические примеси и частицы вымываемой горной породы. Происходит частичное подклинивание составных частей ЭПО: вал – рабочее колесо, рабочее колесо – корпус. Отложение механических примесей. Ещё одной из причины клина составных частей

УЭЦН может быть перегрев ПЭД с последующим подклиниванием составных частей. Перегрев погружного электродвигателя может произойти по причине необеспечения притока жидкости из пласта. При нормальных условиях погружной электродвигатель омывается поступающей из пласта жидкостью, происходит непривычный процесс циркуляции жидкости из интервала перфорации на забой скважины, с последующей её подъёмом на поверхность. Для предотвращения перегрева ПЭД необходимо вести непрерывный контроль за уровнем жидкости в скважине, дабы предотвратить снижение динамического уровня ниже отметки 300 метров над приёмом насоса.

Для предотвращения и частичного удаления механических примесей и отложений АСПО целесообразно применять на СУ и частотным преобразователем режим встряхивания. Режим предназначен для устранения отложений асфальтосмолопарофиновых и механический примесей на рабочих поверхностях насоса путём многократного резкого изменения частоты вращения вала насоса.

Режим встряхивания – периодический режим работы станции управления (СУ) УЭЦН. Через контроллер станции управления персоналом, обслуживающим СУ задаются следующие параметры: скорость разгона и торможения для встряхивания, период встряхивания и количество встряхиваний, частоту «F1» – первая частота в цикле встряхивания, частоту «F2» – вторая частота в цикле встряхивания. Каждый из циклов встряхивания состоит из следующих последовательных действий:

- Пуск и работа установки на заданной частоте,
- Повышение с заданной частоты F до частоты F1,
- Снижение частоты со значения F1 до F2,
- Возврат на заданную частоту работы F.

В процессе встряхивания установка испытывает значительные перегрузки (как механические, так и электрические). В тоже время в процессе работы установки в режиме встряхивания происходят резкое изменение центробежной скорости потока, что способствует отделению асфальтосмолопарофиновых отложений и механических примесей от рабочих поверхностей насоса. На рисунке 6 показана работа УЭЦН при режиме встряхивания. [8]

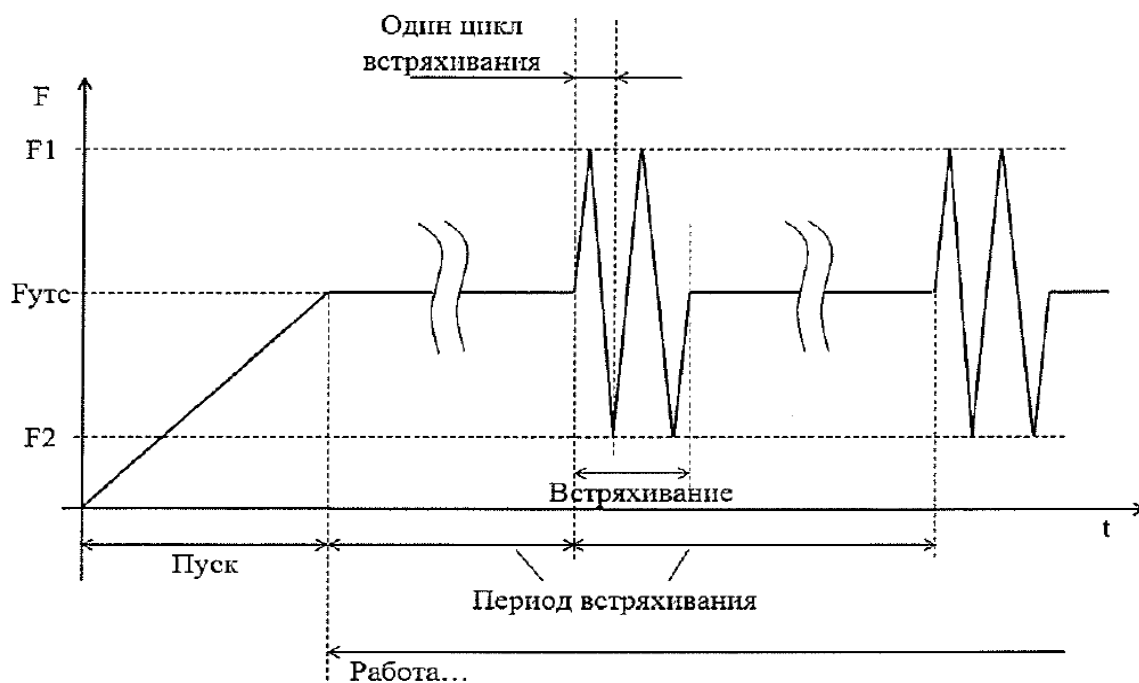


Рисунок 6 – Работа установки электроцентробежного насоса при режиме встряхивания.

При заклинивании установки электроцентробежного насоса возможно его расклинивание после обратной промывки и технического отстоя. Целесообразно для расклинивания использовать СУ с частотным преобразователем в режиме

Толчковый режим служит для пуска в условиях заклинивания погружной установки. В этом режиме пуска преобразователь частот выполняет череду циклов (пусков) ПЭД с повышенным значением напряжения (относительно характеристики  $U/F = \text{const}$ ).

В каждом цикле выполняется один толчок. Первый цикл начинается плавным пуском с частоты 0 Гц до частоты толчка со скоростью разгона, указанного в параметре «скорость разгона». Затем напряжение скачком увеличивается до величины параметра  $U$  толчка. Напряжение и частота удерживается до истечения времени толчка. Затем напряжение возвращается к величине характеристики « $U/F=\text{const}$ » и удерживается до истечения времени толчка. На этом цикл закончен. Затем выполняется следующий цикл. После выполнения заданного количества циклов напряжения восстанавливается до характеристики « $U/F=\text{const}$ », выполняется плавный разгон до заданной частоты. На рисунке 7 показан пуск в толчковом режиме (напряжение толчка  $m = 120\%$  от номинального). [8]

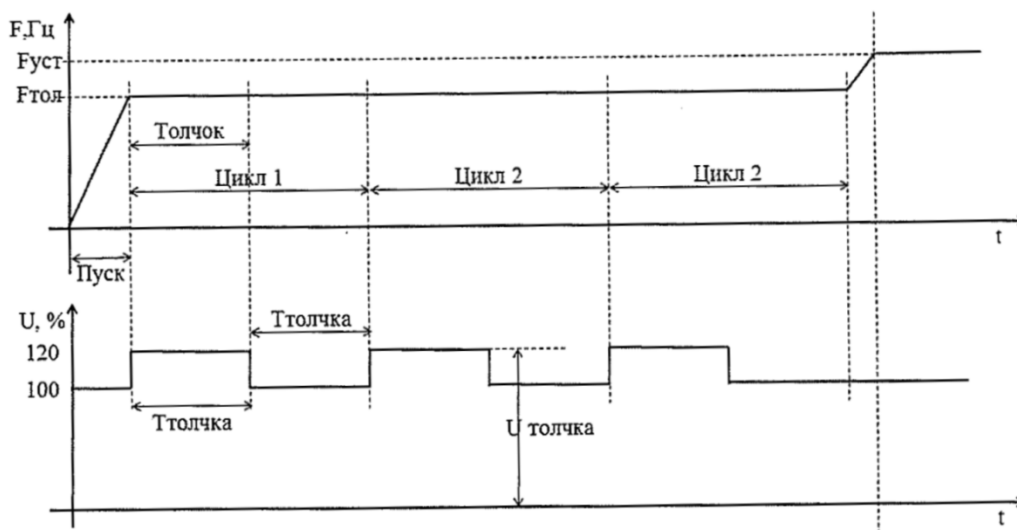


Рисунок 7 – Пуск установки электроцентробежного насоса в толчковом режиме

С целью предотвращения осаждения солей на рабочие органы ЭПО целесообразно использование ингибитора солеобразования. Ингибитор солеобразования СНПХ-5312-С предназначен для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата и карбоната



кальция. Обладает хорошей совместимостью с попутно-добываемыми водами высокой минерализации. Ингибитор не оказывает отрицательное влияние на процессы подготовки и переработки нефтепродуктов. Ингибитор хорошо растворим в воде, удельный расход 5-30 грамм на тонну. Доказал свою рентабельность в рамках промышленных испытаний в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра и в Оренбургской области.

Рассмотрим применение погружного скважного контейнера как метод борьбы с солеотложением на составных частях электропогружного оборудования. Перспективной технологией предупреждения солеотложения в скважинном оборудовании зарекомендовала себя технология обработки ЭПО с использованием погружных скважинных контейнеров (ПСК), устанавливаемых ниже ПЭД электроцентробежного насоса.

Погружной скважинный контейнер предназначен для доставки в лифт скважины твердофазных химических реагентов, в частности, ингибиторной композиции для предотвращения солеотложения в скважине и насосном оборудовании.

Контейнер представляет собой перфорированный металлический пенал, заполненный твердофазной ингибиторной композицией. Конструкция контейнера разборная и состоит из нескольких отдельных секций, соединяемых резьбовой муфтой, что обеспечивает удобство его загрузки, транспортировки и спуска в скважину.

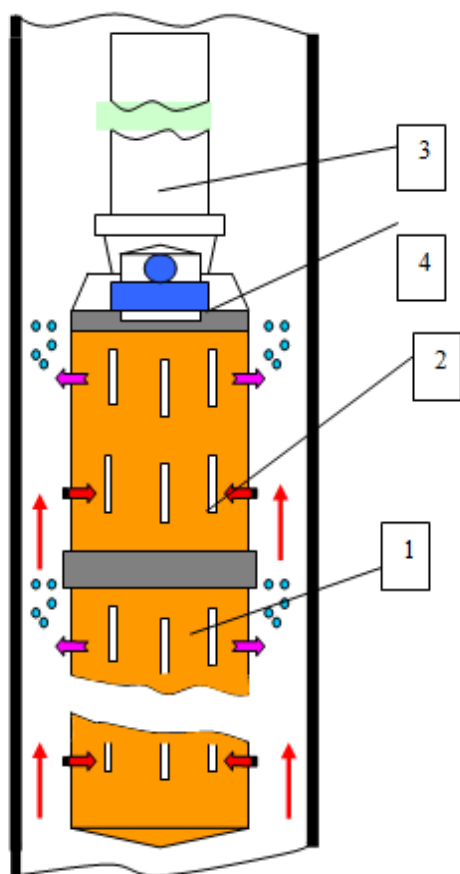
Дозирование реагента осуществляется путем его постепенного растворения и вымывания добываемой жидкостью. В зависимости от параметров эксплуатации скважины (температура, дебит, обводнённость) для обеспечения рабочей дозировки реагента устанавливаются подрядной организацией, производящей монтаж и обслуживание УЭЦН:

- Определённая площадь перфорации секций контейнера;

- Оптимальное соотношение интегрированной композиции;
- Добавки, увеличивающие термостабильность композиции.

Композиция представляет собой твердый ингибитор солеотложения суспендированный в термостабильном битуминозном носителе с добавками, улучшающими свойства композиции.

Достоинства технологии. Защитой обеспечены четыре зоны солеотложения – эксплуатационная колонна, насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование. Отсутствие затрат на устьевое дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание. Недостатки технологии. Ограниченный срок работы композиции из-за ее постоянного выноса.



В настоящее время разработаны конструкции металлического пенала ПСК различных типоразмеров с возможностью их применения в эксплуатационных колоннах с внутренним диаметром от 117 мм и более и полезным весом поставляемой ингибиторной композиции до 450 кг. Конструкция контейнера разборная и состоит из нескольких отдельных секций (1), соединяемых резьбовой муфтой (2), что обеспечивает удобство его загрузки, транспортировки и спуска в скважину. Устройство погружного скважинного контейнера представлено на рисунке 8.

Рисунок 8 – Погружной скважинный контейнер

Контейнер крепится к компенсатору УЭЦН шарнирной подвеской (3). Для крепления контейнера применяется резьбовое соединение по ГОСТ 633 – 80 мм, для труб диаметром 60 мм, шаг резьбы – 10 ниток на дюйм. Шарнир ПСК допускает отклонение его оси не менее 10° в любом направлении относительно продольной оси контейнера.

Каждая секция пенала контейнера имеет отверстия для контакта с продукцией скважины. Площадь этих отверстий (перфорация – 4) варьируется от 0,5 % до 2 % от площади поверхности контейнера, что позволяет осуществлять подбор необходимого количества секций ПСК в зависимости от площади перфорации футляра, дебита и обводненности для определенного времени эффективной работы ПСК в конкретной скважине.

Дозирование реагента осуществляется путем его постепенного растворения и вымывания добываемой скважинной жидкостью. Критерии эффективного подбора скважин для спуска:

- $Q_{ж}$  – от 10 до 150 м<sup>3</sup>/сут.
- % воды от 20 до 50%.
- способ добычи нефти УЭЦН;
- температура в зоне подвески ЭЦН ниже 90 °С,
- подтвержденные проблемы с отложением солей на данной

скважине (анализ жидкости, твердых отложений).

Погружные скважинные контейнеры-дозаторы с ингибиторной композицией предназначены для предотвращения солеотложения в скважинах и погружных скважинных насосах. Подвешенные ниже ПЭД УЭЦН, они позволяют эффективно ингибировать отложение кальцита при движении попутно-добываемой воды, начиная с зоны подвески ПЭД до устья скважины. [14]

На этапе опытно-промышленного внедрения технологии непрерывный мониторинг динамики содержания ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде скважины с установленным ПСК позволяет отслеживать

остаточное содержание реагента в контейнере и прогнозировать величину наработки УЭЦН на отказ. Об эффективности ингибирования солеотложения также можно судить по изменению концентрации солеобразующих ионов ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ) в попутно-добываемой воде до и после установки ПСК. В этом случае целесообразно проводить 6-компонентный анализ воды и определение содержания в ней  $\text{CO}_2$ . На основе этих данных можно судить об изменении насыщенности водной системы солеобразующими ионами при проведении опытно-промысловых работ. [13]

## **2.4 Снижение производительности установки электроцентробежного насоса**

Причиной снижения производительности установки электроцентробежного насоса может стать как: влияние газа на работу ЭПО, брак ремонта основного и дополнительного оборудования, брак монтажа ЭПО, брак комплектации и подбора оборудования, брак эксплуатации оборудования.

При комплектации оборудования, спускаемого в скважину, зачастую используется ремонтное оборудование. При замене той или иной составной части оборудования снижается прочность всего узла, так для достижения высокого процента КПД необходима замена всего узла.

При повторном спуске ремонтной гидрозащиты преобладают отказы по причине радиального износа вала, в частности радиального износа вала в районе крышки верхнего ниппеля. Наблюдается деформация верхней и нижней диафрагм, визуальное изменение цвета масла с присутствием металлических вкраплений и запаха гари отсутствие масла, нижняя

диафрагма сжата, масло темное с запахом гари. Либо полное отсутствие масла в гидрозащите.

Узел пяты УЭЦН состоит из корпуса, вала, пяты, верхнего и нижнего подпятника, подшипника и стопорного кольца. При спуске ремонтных секций ЭЦН наблюдается износ составных частей узла пяты, такие как: радиальный и осевой износ вала, износ как верхнего, так и нижнего подпятника на 10 – 60 %. Износ и частичное разрушение подшипников пяты на 30-60%. На рисунке 9 представлено строение узла пяты.



Рисунок 9 – Строение узла пяты погружного электродвигателя

Слом вала УЭНЦ занимает одно из лидирующих мест в списке отказов, так как вал является одним из самых напряжённых элементов. Вал УЭЦН постоянно находится в напряжённом состоянии, принимает на себя как радиальные, так и осевые нагрузки. В тоже время излом может принимать характер как усталостных, так и пластический – излом, сопровождающийся значительной пластической деформацией в месте излома. Усталостный излом – это излом, вызванным переменным напряжением в течении определённого интервала времени. Чаще всего встречаются усталостные изломы, возникающие при напряжениях ниже

предела текучести материала вала вследствие образования микротрещин. Под действием высоких номинальных напряжений усталостный слом вала происходит под углом примерно  $45^\circ$  к оси вращения. На рисунке 10 представлены пластический (а) и усталостный (б) изломы вала УЭЦН [12]

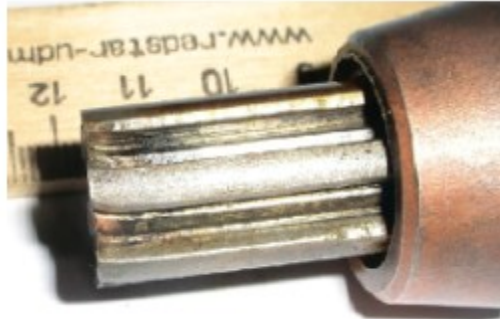


Рисунок 10 (а) – Пластический излом вала



Рисунок 10 (б) – Усталостный излом вала

В одном из рассмотренных отказов был выявлен Обрез шлицов вала между ПЭД и гидрозащитой, износ втулки подшипника, износ защитной втулки вала слом, вала в основании нижней секции ЭЦН по верхней части шлицевой муфты (группа прочности вала Т-11) вал, бывший в употреблении. Что привело к снижению производительности УЭЦН с последующим выходом скважины из строя с последующей постановкой бригады ТКРС. Что ведёт к простоя скважины во время ремонта, запуску с последующим выводом скважины на режим, во время которого наблюдается нестабильная работа скважинного оборудования с возможным невыходом скважины на режим. В этом случае под вопросом

остаётся рентабельность монтажа ремонтного оборудования. Целесообразней использование новых узлов и агрегатов при монтажах УЭЦН, что в свою очередь может сэкономить как материальные, так и трудовые ресурсы, которые можно пустить на проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на увеличение нефтеотдачи и увеличения межремонтного периода работ скважин.

К факторам, влияющим на снижение производительности УЭЦН можно отнести большое количество попутного газа. При попадании газовой шапки на забой скважины происходит срыв подачи установки. Понижение токов ниже значения холостого тока с последующим срабатыванием защиты от срыва подачи (ЗСП). При некорректной настройке уставок (снижение уставок ниже допустимого порога) СУ может произойти несрабатывание ЗСП с последующей работой установки без подачи, что может привести к перегреву ПЭД с последующим выходом его из строя.

Для предотвращения ситуаций данного характера необходимо руководствоваться технологических регламентов. Также на скважинах, оборудованных СУ с частотным преобразователем имеет место эксплуатация станции в режиме дегазации.

Режим дегазации предназначен для эксплуатации СУ на скважинах с высоким газовым фактором. Режим дегазации позволяет предотвратить остановку добычи по недогрузу при образовании газовой пробки.

Критерием образования газовой пробки считается понижение среднего тока СУ ниже уровня заданного параметра тока включения. Для устранения газовой шапки режим выполняет цикл дегазации. Для этого в автоматическом режиме происходит увеличение частоты напряжения ПЭД на величину параметра частоты дегазации и удерживает её до наступления одного из событий: превышение тока ПЭД уровня заданного параметром «ток включения» (признак устранения газовой шапки); либо не достижение «тока включения» (не удалось устранить газовую шапку за заданный интервал). Если газовая шапка не устранена за цикл, то

следующий цикл дегазации повторяется после истечения времени задержки отключения по недогрузу. На рисунке 11 представлен график работы УЭЦН при режиме дегазации, где  $dF$  – частота дегазации,  $F_{уст}$  – заданная частота. [8]

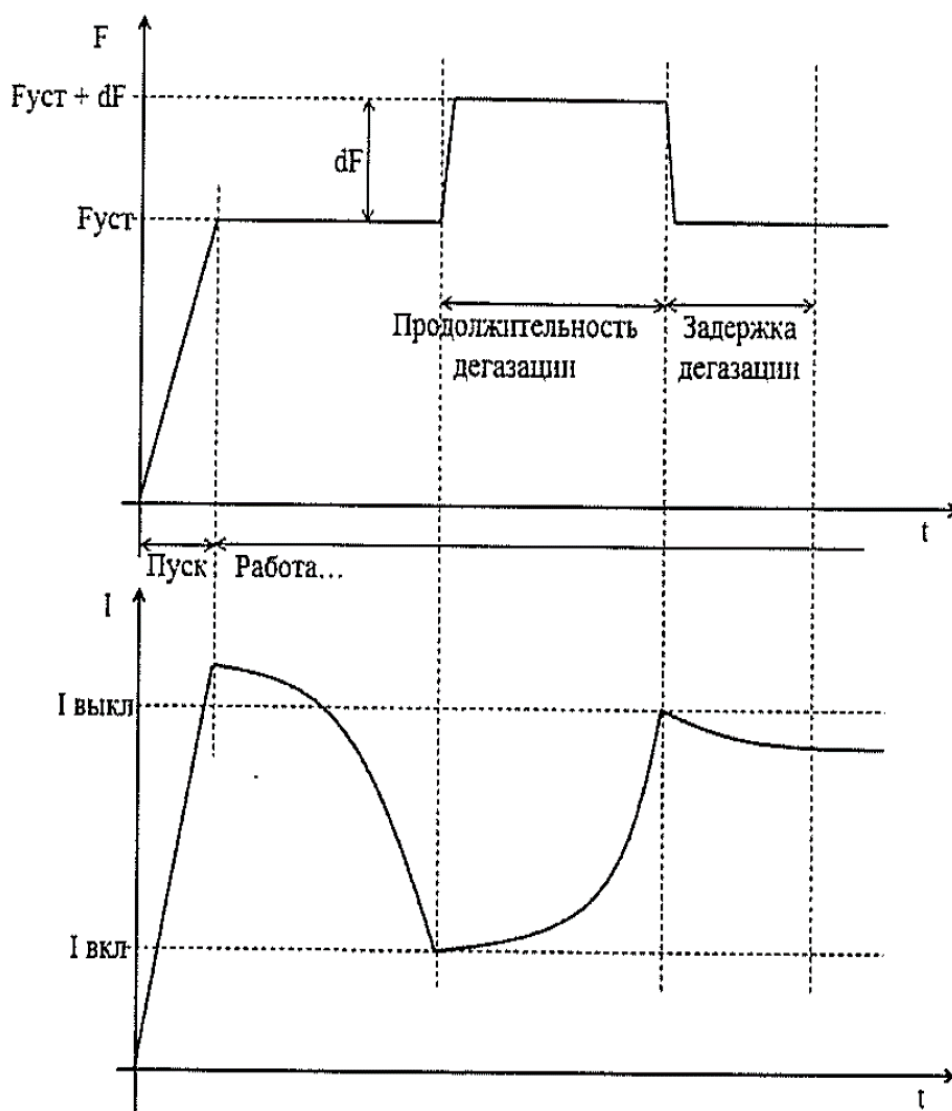


Рисунок 11 – Работа при режиме дегазации

## 2.5 «Полёт» электропогружного оборудования на забой скважины

Полёт – падение погружного оборудования в скважину частично или полностью по различным причинам: при спускоподъёмных операциях или в период эксплуатации, а также прихват, клин оборудования в



эксплуатационной колонне скважины (отсутствие возможности извлечь оборудование из скважины без проведения дополнительных работ). [1]

Электропогружное оборудование, в частности насосно-компрессорные трубы, валы насосов УЭЦН, валы и шнеки газосепараторов, диспергирующих устройств, работают в жёстких условиях, подвергаются как циклическим, растягивающим и скручивающим нагрузкам, так и коррозионному воздействию добываемой среды. Последнее обусловлено тем, что большинство разрабатываемых месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки. Последний этап разработки месторождения характеризуется уменьшением темпов добычи, поддержанием пластового давления, в большинстве случаев с использованием систем заводнения, в следствие чего добываемая продукция характеризуется увеличением процента обводнённости, большим содержанием растворённого в ней углекислого газа, сероводорода и растворённых минералов широкого спектра. [6]

К «полёту» электропогружного оборудования на забой скважины может привести такие осложняющие факторы как: коррозионная среда, приводящая к коррозионному растрескиванию составных частей ЭПО, разрушение муфт насосно компрессорных труб,

На рисунке 12 представлена фотография сквозной коррозии НКТ, приведшей к полёту УЭЦН. Нарботка ЭПО (в частности НКТ) составила 669 суток с причиной отказа: «Утонение ниппельной части НКТ вследствие коррозии и гидроабразивного износа выше предельно-допустимого по ГОСТ Р 54918–2012 (ISO/TR 10400:2007) «Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчёт свойств».

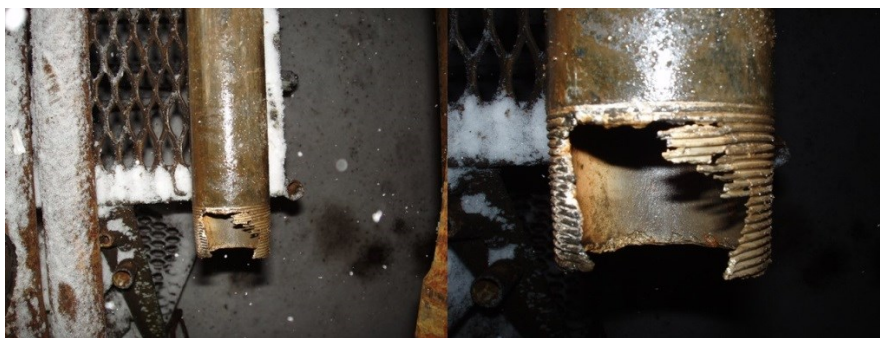



Рисунок 12 – Сквозная коррозия насосно – компрессорной трубы

Виды повреждений НКТ и причины их возникновения могут быть различными и напрямую зависят от состава добываемой жидкости, от видов нагрузок, прилагаемым к НКТ. Виды повреждений и причины их возникновения, часто встречающиеся при эксплуатации УЭНЦ в осложнённых условиях Западной Сибири, представлены в таблице 8. [7]

Таблица 8 – Виды повреждения насосно–компрессорных труб при эксплуатации

Виды повреждений	Описание	Причины возникновения	Фото
Обрыв резьбы	Ниппель с резьбовой частью НКТ имеет сильный коррозионный износ по периметру рабочей резьбовой поверхности, края обрыва неровные. Наличие плотных осадков коричневого цвета (карбонаты железа и кальция, оксиды железа), сульфатных солей, хлорид натрия	Электрохимическая углекислотная коррозия, вызванная высокой агрессивностью среды в совокупности с большим содержанием растворенных газов ( $\text{CO}_2$ , $\text{H}_2\text{S}$ , $\text{O}_2$ ) в транспортируемой жидкости	
Разрушение резьбы муфты	Коррозионное разрушение резьбы муфты	Разрушение резьбы муфты под действием углекислотной	

		коррозии (эксплуатация труб в нефтепромысловых средах высококоррозионной группы)	
Разрушение резьбы ниппеля	Коррозионное разрушение по резьбе ниппеля	Разрушение резьбы ниппеля в результате язвенной коррозии (эксплуатация труб в нефтепромысловых средах высококоррозионной группы). Применение НКТ из не коррозионной марки стали в агрессивных средах	
Электро коррозия муфты	Разрушение поверхности муфты	Происходит под действием блуждающих токов, в местах соприкосновения с кабелем, питающим ПЭД, вызывающих разрушение металла. На анодных "(+)" участках наблюдается наиболее интенсивное разрушение	
Эрозия внутренней поверхности трубы	Уменьшение толщины стенки трубы, вымывание металла	Движение добываемой жидкости с повышенной скоростью, наличие абразивных частиц, перепадов давления и т.д. в добываемой жидкости ускоряет процесс износа внутренней поверхности.	

### **3. АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ФАКТОРАМИ, ОСЛОЖНЯЮЩИМИ РАБОТУ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Ещё в 1932 году И.М. Губкиным было выдвинута гипотеза о существовании нефтяных залежей на территории Западно-Сибирской низменности. И вот спустя практически век мы пришли к тому, что большинство месторождений находятся на предпоследнем и последнем этапе разработки, характеризующимися увеличением обводнённости добываемой продукции, снижением темпов добычи. В сложившихся условиях целесообразно разработка трудноизвлекаемых запасов, свойства которых в большинстве случаев неблагоприятно влияют на работу ЭПО. Мало того, продукция скважин, извлекаемая на данном этапе разработки посредством УЭЦН, осложнена рядом факторов. И борьба с этими осложняющими факторами на данный момент является основной задачей для нефтегазодобывающих управлений.

Факторы, влияющие на отказ составных частей ЭПО, могут иметь субъективные, технические и геологические причины. Не стоит акцентировать внимание конкретно на определённом, так как зачастую причиной отказа становится стечение всех трёх факторов.

Разработка методов борьбы для решений проблем, связанных с осложнениями, влияющими на отказ установок, требует комплексного и междисциплинарного подхода. Начиная с этапа планирования и расчёта спуска оборудования в скважину заканчивая чётким контролем и мониторингом процесса эксплуатации ЭПО.

На стадии планирования и расчётов спуска ЭПО в скважину необходимо провести анализ предыдущих отказов по данной скважине. Провести количественно-качественный анализ скважной жидкости на наличие диоксида углерода, сероводорода, хлоридов, сульфатов,

органических кислот, для определения и отнесения скважины в ту или иную категорию по осложнению солеотложений.

Провести анализ поднятой из скважины трубы для определения интервалов, наиболее подверженным к коррозии. При последующих спуско-подъёмных операциях использовать комбинированную подвески НКТ с использованием трубы в коррозионностойком исполнении. Целесообразно использование НКТ с 13-ти процентным содержанием хрома, что в свою очередь многократно увеличивает межремонтный период работы скважин.

Не стоит забывать об обработке скважин ингибиторами солеобразования. Сущность метода, который заключается в образовании коллоидной оболочки при взаимодействии ИСО с солями, растворёнными в скважной продукции. Коллоидная оболочка препятствует прилипанию и кристаллизации солей на внутренних поверхностях НКТ и составных частях ЭПО (другими словами ИСО бронирует активные центры кристаллизации солей). Для каждой из скважин, которая была отнесена к категории «С-2, С-3, С-4» по осложнению солей (таблица 3) стоит применять конкретный метод обработки ингибитором солеотложения. Будь то обработка по графику или же метод капиллярной обработки посредством скважной установки дозирования реагента. Не стоит забывать о применении погружных скважных контейнеров. Поступление ингибитора происходит посредством вымывание из контейнера в призабойную зону скважины, с последующим поступлением ИСО через насос. Эффект от применения ИСО должен быть проанализирован ещё на этапе опытно-промышленных испытаний (ОПИ). Выбор дозировки должен быть выбран с таким условием, чтобы достигнутый защитный эффект от обработки был не менее 75%. В конкретном случае при рассмотрении ИСО Азол 3010 такой эффект может быть достигнут при дозировке 10-50 мл/м<sup>3</sup>.

Для борьбы с причинами отказов УЭЦН, такими как засорение механическими примесями или же абразивный износ составных частей

ЭПО действенным методом может стать применение различных режимов, а нередко и сочетание режимов работы СУ УЭЦН. Периодический режим встряхивания УЭЦН за счёт резкого увеличения частоты вращения ПЭД выводит механические примеси из стабильного состояние и за счёт изменения скорости потока происходит вынос примесей на поверхность.

Толчковый режим работы СУ является действенным способом для расклинивания УЭЦН. Заклинивание составных частей ЭПО, а в частности секций насоса с корпусов ЭЦН является следствием осаждения продуктов распада горных пород, вымываемых из призабойной зоны скважины.

Борьбу с механическими примесями можно вести «старым», проверенным годами способом при помощи как обратной, так и прямой промывки скважины, посредством агрегата ЦА-320. Промывка скважины через затрубное пространство способствует очистки призабойной зоны пласта от механических примесей. Промывочная жидкость, достигая забоя скважины выводит находящиеся механические примеси из равновесной составляющей, и с потоком жидкости поднимается через НКТ на поверхность.

Корректный расчёт глубины спуска насоса может решить такие проблемы, как: парафинообразование в НКТ, на составных частях ЭПО и влияние газа на работу электроцентробежного насоса. Расчёт спуска насоса считать корректным при значениях равным:

$$L_h = L_{отл} + 50 \text{ м. (1)}$$

где,  $L_h$  – глубина спуска насоса,  $L_{отл}$  – глубина начала отложения парафина, определяемая с помощью кривой распределения температуры в скважине.

Увеличение количества свободного газа в откачиваемой насосом жидкости приводит к увеличению сжимаемости жидкости, что в свою очередь приводит к снижению коэффициента подачи насоса. Глубина спуска при наличии свободного газа на приёме насоса рассчитывается на

основании параметров: относительной скорости газа, обводнённости скважной продукции в поверхностных условиях, скорости движения жидкости, давления на приеме насоса, пластового газового фактора, плотности пластовой жидкости. Оптимальная глубина спуска насоса при которой коэффициент подачи будет максимальным, стоит считать глубину, до точки начала выделения газа.

Таким образом, со стороны персонала, непосредственно занимающегося эксплуатацией и обслуживанием скважного оборудования должен быть проведён непрерывный контроль за параметрами работы скважины. Инженерно техническими работниками цехов и управлений нефтедобычи должен быть проведён анализ и мониторинг работы осложнённого фонда скважин, для определения предпосылок развития факторов, которые могут привести к преждевременным отказам, таким как: необеспечение притока жидкости из пласта, срыв подачи, снижение производительности УЭЦН. Так как целесообразней предупредить отказ и своевременно провести мероприятия по его предотвращению, в рамках геолого-технических мероприятий и планово-предупредительных ремонтов. Чем затрачивать лишние трудочасы и средства, которые могут пойти на увеличении межремонтного периода работы скважного оборудования.

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗВ	Ли-ван-хе Денис Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	4.1 Характеристика ингибитора солеобразования Азол 3010
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	4.2 Нормы и нормативы расходования ингибитора

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	4.3 Расчёт стоимости обработки ингибитором солеотложения
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	4.4 Заключение по экономической рентабельности использования ингибитора солеотложения

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Ли-ван-хе Денис Юрьевич		



## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Характеристика ингибитора солеотложения «Азол 3010»**

Одним из немаловажных аспектов производственной деятельности является финансовый менеджмент и ресурсоэффективность, так как без экономического планирования не может существовать не один процесс, начиная с геологической разведки, заканчивая переработкой добываемого сырья. Так и процесс предотвращения и борьбы с причиной отказа УЭЦН, такого как солеотложение требует расчёта экономической целесообразности.

Ингибитор солеотложения Реагент Азол 3010 представляет собой раствор активной основы в низкотемпературной жидкости. В качестве активной основы в ингибиторе солеотложений (ИСО) Азол 3010 используется композиция комплексонов фосфонового типа. В зависимости от соотношения отдельных комплексонов в составе активной основы, а также от природы и состава низкотемпературной жидкости, ИСО Азол 3010 выпускается под марками: «А», «В», «С» и «Д». В качестве низкотемпературной жидкости для ИСО Азол 3010 марок «А», «В» и «С» применяется смесь вода/метанол. Для ИСО Азол 3010 марки «Д» в качестве низкотемпературной жидкости используется водный раствор этиленгликоля. ИСО Азол 3010 всех марок предназначен для предотвращения отложений солей жесткости (малорастворимые соли кальция, магния, бария, железа) в нефтепромысловом оборудовании при добыче и подготовке нефти. Рекомендуемая концентрация ИСО Азол 3010, обеспечивающая не менее 90 % защиту нефтепромыслового оборудования от солеотложения, составляет от 10 до 50 мг/л в расчете на водную фазу.

ИСО Азол 3010 всех марок является водорастворимым продуктом. Механизм действия ИСО Азол 3010 заключается в блокировании активных центров кристаллизации солей жесткости, что приводит к замедлению или

полному прекращению роста отложений на стенках нефтепромыслового оборудования. ИСО Азол 3010 изготавливается на ОАО «Котласский химический завод» в соответствии с требованиями действующих ТУ 2458-044-00205423-2012.

ИСО Азол 3010 всех марок, упакованный в бочки, хранят на поддонах в закрытых складских помещениях или на открытых площадках под навесом грузоотправителя (грузополучателя) при температуре окружающего воздуха. Запрещается совместное хранение ИСО Азол 3010 всех марок с окислителями, минеральными кислотами и щелочами. Гарантийный срок ИСО Азол 3010 всех марок – 1 год со дня изготовления. По истечении гарантийного срока хранения продукт перед применением должен быть проверен на соответствие его качества требованиями технических условий.

ИСО Азол 3010 применяется по следующим технологиям ингибирования:

- Технология постоянного дозирования;
- Технология периодического дозирования;
- Технология закачки ингибитора в пласт.

Технология закачки ингибитора методом постоянного дозирования при помощи дозирующих установок БРХ, СУДР заключается в непрерывной подаче ингибитора в защищаемый объект (скважина, нефтепровод, оборудование УПСВ, УПН, БКНС, трубопровод ППД, нагнетательные скважины ППД и др.) с дозировкой 10 – 50 г/т в расчете на водную фазу. Оптимальная дозировка ИСО Азол 3010 устанавливается для конкретного промыслового объекта в процессе опытно-промышленных испытаний по результатам мониторинга защитного действия и содержания ИСО Азол 3010 в попутно-добываемой воде. Применение ИСО Азол 3010 по технологии постоянного дозирования с оптимальной дозировкой

обеспечивает минимальную потребность в ИСО при уровне защиты оборудования ( $Z$ , %) не менее 90 %.

#### **4.2 Нормы и нормативы расходования ингибитора**

Рекомендуемая дозировка ИСО Азол 3010 в промышленных условиях, обеспечивающая защитный эффект не менее 90%, составляет 10 – 50 мл/м<sup>3</sup>.

Расчёт стоимости обработки ИСО Азол 3010.

Услуги по ингибированию осложнённого фонда, оказываемые исполнителем работ в себя:

1. Получение у Заказчика, доставка и хранение ингибитора;
2. Осуществление закачки ингибитора в скважину;
3. Осуществлять закачку реагента посредством скважной установки дозирования реагента (СУДР);

Ингибитор закачивается в скважину при помощи специальной техники, предоставляемой исполнителем работ. Периодичность закачки ингибитора при помощи специальной техники в скважину производится раз в 10, 15 или 30 дней согласно утверждённому плану. Периодичность обслуживания СУДР производится раз в 3 дня согласно графику обслуживания.

#### **4.3 Расчёт стоимости обработки ингибитором солеотложения**

Стоимость периодической закачки ингибитора в затрубное пространство 1 скв./операция представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Стоимость периодической закачки ингибитора  
солеобразования

Операция	Стоимость выполнения 1 скв./операции, руб.
Ингибирование осложнённого фонда скважин 5% водным раствором ИСО, (S <sub>2</sub> )	3322,34
Ингибирование осложнённого фонда в товарной форме ИСО, (S <sub>3</sub> )	1512,86
Ингибирование осложнённого фонда с помощью СУДР, (S <sub>4</sub> )	813,78

Для расчёта стоимости приготовления 5-ти процентного раствора необходимо знать стоимость сырья и товарной воды, представленные в таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость сырья и товарной воды

Позиция	Ед. изм.	Стоимость, руб.
Вода подготовленная	м <sup>3</sup>	254,56
Вода подготовленная	грамм	
Товарная форма ИСО	тонна	80000
Товарная форма ИСО, S <sub>1</sub>	грамм	0,08

Проведём расчёт стоимости ингибирования одной скважины дебитом  $Q = 120 \text{ м}^3$ , оптимальную дозировку ингибитора считать равной  $30 \text{ г/м}^3$ .

Расчёт объёма ингибитора для периодической закачки товарной формы ИСО механическим способом:

$$V = Q * X * 10 \quad (2)$$

$$V = 120 * 30 * 10 = 0.036 \text{ м}^3 \quad (2)$$

Стоимость ингибитора для обработки одной скважины:

$$S_i = S_1 * X \quad (3)$$

$$S_i = 0.08 * 30 = 2.4 \text{ руб. (3)}$$

Стоимость обработки одной скважины с учётом стоимости товарной формы ингибитора:

$$S = S_3 + S_i \text{ (4)}$$

$$S = 1512.86 + 2.4 = 1215.26 \text{ руб. (4)}$$

Где  $Q$  – Дебит скважины ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ),  $X$  – дозировка ИСО ( $\text{г}/\text{м}^3$ ),  $V$  – объём ингибитора ( $\text{м}^3$ ),  $S_1$  – стоимость 1 г. ингибитора,  $S_3$  – стоимость операции по ингибированию,  $S_i$  – стоимость используемого ингибитора.

Расчёт объёма ингибитора для периодической закачки 5% водного раствора ИСО:

$$V = Q * X * 20 * 10 \text{ (5)}$$

$$V = 120 * 30 * 20 * 10 = 0.072 \text{ м}^3 \text{ (5)}$$

Стоимость ингибитора для обработки одной скважины:

$$S_i = S_1 * X * 20 \text{ (6)}$$

$$S_i = 0.08 * 30 * 20 = 4,8 \text{ руб. (6)}$$

Стоимость обработки одной скважины с учётом стоимости 5% раствора ингибитора:

$$S = S_i + S_2 \text{ (7)}$$

$$S = 3322.24 + 4.8 = 3327.40 \text{ руб. (7)}$$

Где  $Q$  - Дебит скважины ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ),  $X$  – дозировка ИСО ( $\text{г}/\text{м}^3$ ),  $V$  – объём ингибитора ( $\text{м}^3$ ), 20 – доля подготовленной воды,  $S_1$  – стоимость 1 г. ингибитора,  $S_2$  – стоимость операции по ингибированию,  $S_i$  – стоимость используемого ингибитора.

Проведём расчёт стоимости ингибирования одной скважины с применением СУДР. Среднесуточный объём ингибирования по техническому заданию составляет 200 г. Расчёт объёма ингибитора для периодической закачки товарной формы ИСО с применением СУДР:

$$S_i = S_1 * V \text{ (8)}$$

$$S_i = 0.08 * 200 = 16 \text{ руб. (8)}$$

Так как обработка через СУДР ведётся в ежедневном режиме за из расчёта на месяц, значит:

$$S_{i30} = S_i * 30 \text{ (9)}$$

$$S_{i30} = 16 * 30 = 480 \text{ руб. (9)}$$

Где Q - Дебит скважины (м³/сут), V – объём ингибитора (м³), S<sub>1</sub> – стоимость 1 г. ингибитора, S<sub>i30</sub> – стоимость ингибитора с расчётом на месяц.

Таблица 11 – график обработки скважин ингибитором солеобразования

Скважина	Периодичность обработки, дней	Тип обработки
Скважина 1	10	Товарная форма ИСО
Скважина 2	10	5% раствор ИСО
Скважина 3	Круглосуточно	СУДР

Стоимость обработки скважины с периодичностью обработки раз в 10 дней с применением товарной формы ИСО составит:

$$1512,26 * 36 = 54441,36 \text{ руб.}$$

$$S_{\text{СКВ.1}} = S_2 * 36 \text{ (10)}$$

$$S_{\text{СКВ.1}} = 1215.26 * 36 = 43749,36 \text{ руб. (10)}$$

Стоимость обработки скважины с периодичностью обработки раз в 10 дней с применением 5% раствора ИСО с расчётом на год составит:

$$S_{\text{СКВ.2}} = S_3 * 36 \text{ (11)}$$

$$S_{\text{СКВ.2}} = 3327,40 * 36 = 119786,4 \text{ руб. (11)}$$

Стоимость обработки скважины с периодичностью с применением товарной формы ИСО для СУДР с периодичностью заправки раз в месяц:

$$S_{\text{СКВ.3}} = S_4 * 36 * 12 \text{ (12)}$$

$$S_{\text{СКВ.2}} = 813,78 * 36 * 12 = 351552,96 \text{ руб. (12)}$$

Из учёта расхода стоимости ингибитора и стоимости одной операции ингибирования в расчёт на 3 скважины суммарная затрата будет составлять:

$$S_{\text{общ.}} = S_{\text{скв.1}} + S_{\text{скв.2}} + S_{\text{скв.3}} \quad (13)$$

$$S_{\text{общ.}} = 43749,36 + 119786,4 + 351552,96 = 515088,72 \text{ руб.} \quad (13)$$

#### **4.4 Заключение по экономической рентабельности использования ингибитора солеотложения**

Исходя из экономической рентабельности использования ингибирования скважин различными способами и вариантами концентраций, выгодней всего использовать ингибирование с использованием концентрированного ИСО. В тоже время данный вид обработки не сможет дать нужного эффекта. Поэтому целесообразно использование скважной установки дозирования реагента с заправкой товарной формы ИСО, использование которой в полной мере может привести к уменьшению процесса солеобразования на составных частях как насосно-компрессорных труб, так и электропогружного оборудования.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3В	Ли-ван-хе Денис Юрьевич

<b>Институт</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (ОНД)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования является эксплуатация скважин установками электроцентробежного насоса в осложнённых условиях Западной Сибири

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

**1. Производственная безопасность**

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в осложнённых условиях Западной Сибири.  
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в осложнённых условиях Западной Сибири.

**Вредные факторы:**

1. Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны;  
2. Неблагоприятные метеорологические условия;  
3. Повышенный уровень шума и вибрации в рабочей зоне;  
4. Недостаточный уровень освещённости рабочего места;  
**Опасные факторы:**  
1. Поражение электрическим током;  
2. Давление в системах работающих механизмов.

**2. Экологическая безопасность при эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложнённых условиях Западной Сибири.**

1. Защита селитебной зоны;  
2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);  
3. Анализ воздействия объекта на



	гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объектов на литосферу (отходы).
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</b>	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 2. Пажароопасность и взрывоопасность выбор наиболее типичной ЧС; 3. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>11.03.2018 г.</b>
---	----------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2БЗВ	Ли-ван-хе Денис Юрьевич		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Объектом исследования данного раздела является эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов в осложнённых условиях Западной Сибири. Будет проведён анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в осложнённых условиях Западной Сибири. Вредные факторы: повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны, неблагоприятные метрологические условия, повышенный уровень шума и вибрации в рабочей зоне, недостаточный уровень освещённости. Опасные факторы, такие как: поражение электрическим током, пожароопасность и взрывоопасность, давление в системах работающих механизмов. Рассмотрена экологическая безопасность при эксплуатации скважин, и разработка превентивных мер по предупреждению ЧС. А также правовые и организационные меры при работе персонала.

Областью применения данного раздела являются нефтегазоконденсатные месторождения Западной Сибири возможные пользователи разрабатываемого решения раздела - персонал, непосредственно занятый в обслуживании УЭЦН.

### **5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов эксплуатационных участков**

Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм работающего человека, подразделяют на следующие типичные группы: опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения, в том числе в поле тяжести. Невесомости, перегрузки, действия силы тяжести, струи жидкости, ударные волны воздушной среды,

факторы, связанные с колебаниями воздушной среды. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями, с возможным повреждением электрическим током.

В таблице 9 представлены опасные и вредные факторы при эксплуатации скважин посредством установок электроцентробежных насосов.

Таблица 9 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации скважин посредством установок электроцентробежных насосов.

Источник фактора, наименование вида работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежны х насосов	1. Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неблагоприятные метрологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или неудовлетворительно е освещение	1. Поражение электрическим током; 2. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества. Классифик ация и общие требования безопаснос ти»; 2. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ «Электроб езопасност ь»; 3. СНиП 2.09.04.84 7. ГОСТ 356 – 80

			№Давлени е условное и рабочее» 4. Правила безопасно сти в нефтяной и газовой промысле нности, 2013г.
--	--	--	--

### **Вредные факторы:**

Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны. При работе в рабочей зоне, в которой возможно образование концентрации вредных газов, паров, и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты, соответствующими специфике работы.

Средства индивидуальной защиты органов дыхания подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплен бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. Средства индивидуальной защиты органов дыхания проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п. К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда – допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Пониженная температура окружающей среды. В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, должны быть, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [9]:

1. Лесозаготовительные работы: без ветра:  $-39^{\circ}\text{C}$ ; при скорости ветра: до 5 м/с:  $-38^{\circ}\text{C}$ ; от 5 до 10 м/с:  $-37^{\circ}\text{C}$ ; свыше 10 м/с:  $-36^{\circ}\text{C}$ ;
2. Ремонтные и строительно – монтажные работы: без ветра:  $-36^{\circ}\text{C}$ ; при скорости ветра до 5 м/с:  $-33^{\circ}\text{C}$ ; от 5 до 8 м/с:  $-31^{\circ}\text{C}$ ; свыше 8 м/с:  $-29^{\circ}\text{C}$ ;
3. Все остальные работы: без ветра:  $-37^{\circ}\text{C}$ ; при скорости ветра до 5 м/с:  $-36^{\circ}\text{C}$ ; от 5 до 10 м/с:  $-35^{\circ}\text{C}$ ; свыше 10 м/с:  $-33^{\circ}\text{C}$ .

При работе в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре  $-37^{\circ}\text{C}$ . При температуре окружающего воздуха  $-11^{\circ}\text{C}$  и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума и вибрации. Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБ. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение средств индивидуальной защиты органов дыхания; для органов слуха такие как

антифоны – заглушки (снижение шума) при технологических процессах, бируши, электронные и активные наушники.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется. Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

Отсутствие или неудовлетворительное освещение. Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на персонал. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается. Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [10].

### **5.1.2 Поражение электрическим током**

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика планово предупредительных работ (ППР) с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с

подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом. Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1. Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2. Обувь (Галоши и ботинки предназначены для защиты от земного и шагового напряжений.)

3. Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер – 0,75×0,75 м.)

4. Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5. Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

Давление в системах работающих механизмов. К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования,

рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены, допущенные к работе приказом по цеху, подразделению.

Обязанности рабочего персонала в течение смены.

- Осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных, заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива нефти и конденсата.
- Осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности.
- Убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов.
- Следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению. Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудования в рабочем состоянии:
- Оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия (подрыва), не реже чем один раз в смену.
- Оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана.
- Оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- Обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.



## **5.2 Экологическая безопасность при эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложнённых условиях Западной Сибири**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

Защита атмосферы. Загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе газокompрессорных станций, при авариях на газо-нефтепроводах. Уровень загрязнений рабочей зоны регламентируются предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК). ПДК – концентрация вредного вещества, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч и не более 40 ч в неделю, в течение всего рабочего стажа не должна вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений. Воздействие вредного вещества на уровне ПДК не исключает нарушение состояния здоровья у лиц с повышенной чувствительностью на персонал. [15] Методы защиты от выбросов в атмосферу: для предотвращения выделения вредных веществ в атмосферу необходимо использовать систему фильтрации на системах факельных линий.

Защита гидросферы. В нефтепромысловых условиях основными источниками загрязнения гидросферы являются возможные локальные разливы нефтепродуктов в результате разгерметизации оборудования. Закрытая система сбора и транспорта нефти, автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва может предотвратить разливы нефтепродуктов в местах пересечения трубопроводов с водными преградами.

Защита литосферы. Отходы производства, в виде отработанных материалов и приспособлений должны храниться на специально отведённых площадках, утилизироваться согласно классификации отходов. Замозученный грунт должен быть передан специализированной организации для хранения на шламонакопитель для дальнейшей утилизации. Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

### **5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду**

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- В случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объёмов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей.
- Площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему поддержания пластового давления (ППД);
- По периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного

стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

На каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды. При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

- Ликвидировать источник разлива нефти
- Оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации.
- Ликвидировать нефтяной розлив и предотвратить его дальнейшее распространение.
- Собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или на ближайший пункт утилизации.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **5.3.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут инициировать объект исследования**

Основными источниками ЧС на территории нефтяного месторождения являются:

- Аварии в результате ГВНП на кустовой площадке добывающих скважин.
- Авария в результате разгерметизации РВС на территории ДНС и УПН.

- Авария в результате разгерметизации внутрикустовых трубопроводов, выкидных линий, нефтесборных коллекторов и магистральных нефтепроводов.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- Ёмкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- Технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения допустимого рабочего давления;
- Предусмотрены дренажные ёмкости для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- Технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- Полная герметизация технологического процесса добычи и перекачки нефтепродуктов.
- Монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-123-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

#### Пажароопасность и взрывоопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные,

пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, диэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Пожаробезопасность кустовых площадок должна обеспечиваться рядом противопожарных мероприятий:

1. Сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
2. Выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
3. Кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
4. используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
5. Объем контрольно измерительных приборов и автоматики (КИПиА) позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт;
6. Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
7. Ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
8. На кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
9. Дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
10. Конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

11. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

12. Основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Основные причины пожаров на производстве:

1. Не соблюдение техники безопасности;
2. Неосторожное обращение с огнем;
3. Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
4. Нарушения режимов технологических процессов;
5. Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория, где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например пожарный щит, в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы (для вскрытия дверей, окон и других конструкция) .
2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой (для разборки и растаскивания горящих конструкций).
3. Вилы, лопаты (штыковые и совковые).
4. Емкости для воды и ящики для песка (для хранения средств тушения).
5. Ведро и ручные насосы (для транспортировки воды).
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания).

В каждом здании должен устанавливаться оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для

оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение.

Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтегазодобычи.

- Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума.

- Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком.

- Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения.

- Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями.

- Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня.

- Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром.

- Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено.

- Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству.

Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта.

- По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

#### **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие [11].

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих. В районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.

- За работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней.

- Работникам, проживающим в районах крайнего севера и районах, приравненным к крайнему северу предоставляется возможность



санаторно – курортного лечения за счёт организации, оплатой проезда к месту отдыха. Санаторно – курортное лечение и оплата проезда предоставляется работнику и членам его семьи не чаще чем раз в 2 года.

- Категориям работников, проживающим в районах, не приравненным к районам крайнего севера данные льготы предоставляются не чаще чем раз в 4 года.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время на работу скважин, добывающих нефть посредством установок электроцентробежных насосов, влияет ряд осложняющих факторов: механические примеси, солеотложение на НКТ и составных частях ЭПО, большое содержание газа на приёме насоса, наличие АСПО в добываемой жидкости и влияние повышенной пластовой температуры. Все эти осложняющие являются причинами отказов ЭПО, будь то снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия – погружной электродвигатель», «клин» электропогружного оборудования, снижение производительности УЭЦН, «полёт» ЭПО на забой скважины.

В рамках разработки бакалаврской работы был проведён анализ отказов установок электроцентробежных насосов. Рассмотрены причины и факторы, осложняющие работу электропогружного оборудования. Проанализирована природа появления и механизмы предотвращения осложнений.

В рамках выбора материалов исполнения насосно-компрессорных труб целесообразно использование трубы с 13-ти процентным содержанием хрома, что в свою очередь увеличивает межремонтный период работы ЭПО в 3-3,5 раза и практически полностью исключает выход из строя скважины по причине «негерметичность НКТ». В рамках борьбы с влиянием механических примесей и солеотложением рекомендовано применять станции управления скважным оборудованием с частотно-регулируемым приводом для использования различных режимов работы СУ. Режим встряхивания применяется для предотвращения осаждения механических примесей и подклинивания секций насоса. Толчковый режим необходим для расклинивания УЭЦН при полном или частичном заклинивании составных частей. При выполнении работ по расклиниванию необходимо строго следовать технологическому

регламенту, неквалифицированные действия не стали причиной преждевременного отказа ЭПО.

Применение ингибиторов солеобразования и ингибиторов коррозии при корректном расчёте их расхода и графика ингибирования на порядок уменьшает количество отказов по причине заклинивания составных частей ЭПО.

На каждой из стадий планирования, подготовки к работе, эксплуатации и обслуживания УЭЦЦ не стоит делать акцент на одной конкретной проблеме, необходим междисциплинарный и комплексный подход к анализу причин отказов и выбора методов борьбы с ними и их предотвращением.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Стандарт ОАО «Томскнефть» ВНК. Классификация причин отказов УЭЦН, ШСНУ, УШВН, УЭВН, УЭДН, ОРЭ и анализ работы механизированного фонда скважин. № П1–01.05 С–0001 ЮЛ–098, версия 3.00
2. Классификатор ОАО «Томскнефть» ВНК Категория нефтяных скважин по степени влияния осложняющих факторов. № П1–01.05 К–0001 ЮЛ–098, версия 1.01
3. Стандарт ОАО «Томскнефть» ВНК. Порядок расследования причин отказов установок электроцентробежного насосного оборудования (УЭЦН) на механизированном фонде скважин. № П1–01.05 С–0031 ЮЛ–098. Версия 2.00
4. Технологический регламент ОАО «Томскнефть» ВНК. Проведение процессов по удалению и предотвращению асфальтеносмолопарафиновых отложений на объектах добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья. № П1–01.05 ТР–0008 ЮЛ–098 Версия 1.01
5. Руководящий документ. Методические указания по геолого–промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153–39.0–110–01
6. Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика» , №2/2018г. «Надежность элементов погружного оборудования при эксплуатации в условиях коррозионно–активных сред. Расследование причин преждевременных отказов»
7. Классификатор. Виды повреждений насосно–компрессорных труб при эксплуатации. ООО «ВНИИТнефтьтруба», Самара 2016.
8. Станции управления ИНМ–3–ЧР. Руководство по эксплуатации. САЛН.420146 РЭ–ЛУ. ОАО «Ижнефтемаш», г. Ижевск, 2017г.
9. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;

10. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103
11. Статья 372 Трудового кодекса Российской Федерации.
12. Инженерная практика. Анализ причин отказов УЭЦН при эксплуатации в осложнённых условиях: производственно-технический нефтяной журнал. [Электронный ресурс]. URL:<http://glavteh.ru/разрушение-вала-уэцн-причины/> (дата обращения: 05.10.2008).
13. РД 39-0148070-026ВНИИ-86 «Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения».
14. Руководство по эксплуатации УВНН.001 Э, Пермь, Новомет, 2009 г.
15. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе воздушной среды.